

Рис. 2 Внешний вид интерфейса программного комплекса

#### Литература

1. Галкин В.И., Растегаев А.В., Галкин С.В. Вероятностно-статистическая оценка нефтегазоносности локальных структур. – Екатеринбург, 1992. – 108 с.
2. Иванов С.А. Построение статистических моделей прогноза ГРП по геолого-технологическим показателям // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2009. – № 10. – С. 42-45.
3. Королев К.Б., Силкина Т.Н., Воронков А.А., Слабейский А.А., Комаров В.С. Рациональный подход к проведению гидродинамических исследований скважин // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 12. – С. 74-76.
4. Пономарева И.Н., Мильчаков С.В. Оптимизация периода восстановления давления в нефтедобывающих скважинах при их исследовании // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2009. – № 10. – С. 61-62.
5. Шагиев Р.Г. Исследование скважин по КВД – М.: Наука, 1998. – 304 с.

## АНАЛИЗ МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ МНОГОСТАДИЙНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА В ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЕ

П.В. Жирков

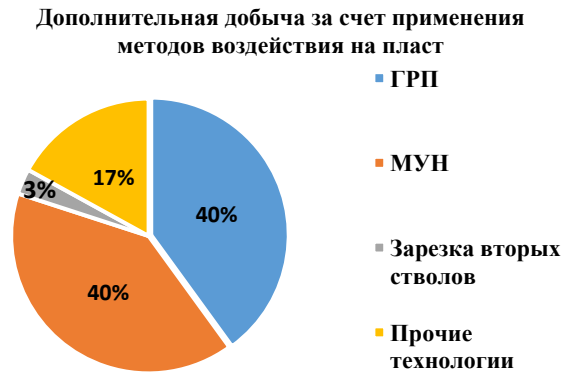
Научный руководитель - доцент Ю.Н. Орлова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Проведение геолого-технических мероприятий, предназначенных для интенсификации притока нефти к скважинам и снижения обводненности добываемой продукции, является одним из ведущих направлений технического прогресса в нефтяной промышленности. В большинстве нефтегазодобывающих регионов ухудшение структуры запасов и истощение высокопродуктивных залежей сопровождаются возрастанием доли трудноизвлекаемых запасов с низкими дебитами скважин. При этом успешность геолого-технических мероприятий со временем, как правило, снижается, что представляет собой достаточно сложную проблему, решение которой не всегда является очевидным.

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) является одним из наиболее эффективных методов повышения дебитов скважин, поскольку не только интенсифицирует выработку запасов, находящихся в зоне дренирования скважины, но и при определенных условиях существенно расширяет эту зону, приобщив к выработке слабодренируемые участки и прослои пласта, и, следовательно, позволяет достичь более высокой конечной нефтеотдачи [2]. Цель работы. Провести анализ методики оценки эффективности многостадийного гидроразрыва пласта в горизонтальной скважине, с однородными коллекторскими свойствами. Для достижения данной цели был проанализирован современное состояние применения ГРП в Западной Сибири, а также методы оценки эффективности ГРП

Метод воздействия на пласт, а именно ГРП в наше время обеспечивает более 40 % дополнительной добычи нефти. Процент других методов увеличения нефтеотдачи и интенсификации притоков – гидродинамических, физико-химических – также приходится до 40 % дополнительной добычи нефти.



**Рис. Методы интенсификации добычи нефти и газа в Западной Сибири**

На данный момент существует ряд моделей для расчета дебита после проведения МГРП в горизонтальных скважинах. В работе [1] представлена модель для расчета дебита скважины после МГРП в зависимости от числа трещин ГРП.

Производительность горизонтальной скважины после проведения МГРП рассчитывается по формуле (1.1)

$$Q = \sum_{i=1}^{N-1} Q'_i + \sum_{i=1}^{N-1} Q''_i + Q_D \quad (1.1)$$

где  $Q'_i, Q''_i$  – дебиты  $i$ -ого участка справа и слева от ствола скважины соответственно;  
 $Q_D$  – дебит крайних трещин;  
 $N$  – число трещин.

$$Q'_i = \frac{K_i h L_0}{b \mu (R - X'_{fi} \cos \alpha_i)} \left( P_n - \frac{P'_{0i}}{2} - \frac{P_{3i}}{2} \right) \quad (1.2)$$

$$Q''_i = \frac{K_i h L_0}{b \mu (R - X''_{fi} \cos \alpha_i)} \left( P_n - \frac{P''_{0i}}{2} - \frac{P_{3i}}{2} \right) \quad (1.3)$$

$$Q_D = \frac{2 \pi k' h (P_n - P'_3)}{b \mu \left( \ln \frac{2R}{X_{fc}} \right)} \quad (1.4)$$

где  $K_i$  – проницаемость  $i$ -ого участка;  
 $K'$  – среднеарифметическая проницаемость между первым и последним участком;  
 $h$  – толщина пласта;  
 $L_0$  – расстояние между соседними трещинами;  
 $b$  – объемный коэффициент нефти;  
 $\mu$  – вязкость нефти;  
 $R$  – радиус дренирования;  
 $X'_{fi}$  и  $X''_{fi}$  – полудлина трещины справа и слева от ствола скважины;  
 $X_{fc}$  – среднеарифметическая полудлина трещин для первой и последней трещины;  
 $\alpha_i$  – угол между нормалью к скважине и направлением трещины для  $i$ -ого участка;  
 $P_n$  – пластовое давление;  
 $P_{3i}$  – забойное давление для  $i$ -ого участка;  
 $P'_3$  – среднеарифметическое забойное давление для первого и последнего участка.  
 $P'_{0i}$  и  $P''_{0i}$  – промежуточное давление на границе межтрещинного пространства, посередине между концами трещин справа и слева от скважины для  $i$ -ого участка, определяемое по формуле (1.5), (1.6).

Для оценки релевантности методов оценки дебита проведено гидродинамическое моделирование процесса извлечения нефти из пласта при помощи горизонтальной скважины с многозонным гидравлическим разрывом пласта. Результаты, полученные на симуляторе и при помощи описанных ранее моделей, были сравнены.

Моделирование началось с самого простого случая, когда горизонтальная скважина вскрыла пласт, и все трещины расположены перпендикулярно к стволу скважины на одинаковом расстоянии, проницаемость по всему пласту одна, и трещины одинаковые. Проницаемость трещины по всем направлениям задавалась равной 100000 мД. Интервалы перфорации совпадают с местами выхода трещин из скважины, что предотвращает приток к самой скважине, приток осуществляется только через трещины ГРП. Пласт представляет собой прямоугольный параллелепипед с размерами 1700 м, 500 м, 13,3 м, в центре которого построена горизонтальная скважина.

Погрешность расчета в данном случае не превышает 5 %, что свидетельствует о том, что для однородного пласта и перпендикулярных одинаковых трещин расчет по данной методике даст точный результат.

После того, как авторами получено подтверждение того, что основная методика расчета [1] даёт весьма точные результаты. Данная модель, по мнению авторов, наиболее близка к реальности и учитывает ряд параметров, которые не учитываются в других моделях, таких как различие забойного давления по стволу скважины, зональная неоднородность пласта по проницаемости, асимметрия трещин ГРП.

Дальнейшие анализ и доработка методик расчета позволят получить универсальный и простой метод оценки дебита горизонтальной скважины с МГРП.

#### Литература

1. Елкин С.В., Алероев А.А., Веремко Н.А., Чертенков М.В. Модель для экспресс-расчета дебита флюида горизонтальной скважины в зависимости от числа трещин ГРП с учетом анизотропии пласта // Инженерная практика. – 2016. – № 7. – С. 82–88.
2. Елкин С.В., Алероев А.А., Веремко Н.А., Чертенков М.В. Учет влияния отклонения трещин от перпендикулярного положения к горизонтальной скважине на дебит жидкости после многозонного гидроразрыва пласта // Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 10. – С. 37–42.

## МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ОБРАЗОВАНИЯ ГАЗОВЫХ ГИДРАТОВ

А.С. Зварыгин

Научный руководитель - профессор И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

### Введение

В современной газовой, нефтяной и химической отрасли многие технологические процессы сопровождаются образованием газовых гидратов. С развитием данных промышленных направлений возрастает актуальность более детального изучения газогидратов, а также методов их предотвращения и удаления. В статье рассматривается отечественный опыт использования математических моделей для описания процесса гидратообразования в стволе скважин на месторождениях. В ходе работы были проанализированы основные элементы нескольких моделей, рассмотрены основные составляющие модели формулы.

### Проблемы отложения гидратных соединений

В настоящее время к гидратообразованиям привлечено достаточно немалое внимание не только как к возможным источникам углеводородов, но и как к причинам возникновения осложнений в работе промыслового оборудования. В основном это объяснено увеличением числа месторождений, разрабатываемых в условиях гидратных режимов, обусловленных наличием АВПД и низких температур. Проблемы с гидратоотложениями присутствуют в огромном количестве производственных систем: в призабойных скважинных зонах, УКПГ, в трубопроводах и коллекторах различных назначений, на станциях газораспределения, в стволах скважин, в узловых и головных участках магистральных трубопроводов, шлейфах и во многих других технологических системах добычи и переработки газа и конденсата. На сегодняшний день существует большой комплекс средств предупреждения и борьбы с образованием гидратоотложений, но для современного промышленного развития необходимо многократное увеличение технико-экономической эффективности данных методов. К таким методам относят:

- введение ингибиторов (метанол, диэтиленгликоль, триэтиленгликоль, раствор NaCl, раствор KCl, полиакпролактан, СОНГИД, Поли-N-винилирролидон);
- изменение термодинамических параметров движения потока;
- снижение давление на участке трубопровода;
- подогрев газа;
- глубокое охлаждение газов;
- сорбация влаги

### Математическое описание процесса образования гидратов

Физико-химические основы предупреждения гидратоотложений ясны из анализа обобщенного уравнения Баррера-Стюарта. В популярном виде эти основы можно описать следующим механизмом: при заметном снижении давления паров воды в рассматриваемой системе начинает изменяться значение равновесных параметров гидрата. Данное изменение в первую очередь проявляется в увеличении давления диссоциации гидратов при постоянной температуре или снижении температуры диссоциации гидрата при постоянном давлении.

В основу ряда моделей описания образования гидратообразований входят мат. описания процессов диссоциации клатратных соединений.

В работах Бондарева Э. А., при описании процесса гидратообразования использовалась квазистационарная математическая модель. Движение газового потока в этой модели объясняется законами гидравлики. Динамические условия основываются на общей задаче Стефана, в которой при ф. переходе температура зависит только от давления газа. [4]

Для подробного анализа данной зависимости представим уравнения движения, уравнения неразрывности и уравнение энергии газа:

$$\frac{dP}{dx} = -\rho g \sin \varphi - \frac{\sqrt{\pi} \psi M^2}{4 \rho S^{2.5} S_0^{2.5}}, \quad (1)$$

$$\frac{dT}{dx} - \varepsilon \frac{dP}{dx} = \frac{\pi D \alpha}{c_p M} (T_c - T) - \frac{g}{c_p} \sin \varphi, \quad (2)$$

где:  $g$  – ускорение свободного падения;  $\rho$  – плотность рассматриваемого газового потока;  $c_p$  – удельная теплоемкость газа;  $\varepsilon$  – коэффициент дросселирования потока газа;  $x$  – координата перемещения точки расчета вдоль оси;  $S$  – поперечное сечение;  $D$  – диаметр;  $P$  – давление;  $\psi$  – коэф. гидр. сопротивления;  $\varphi$  – угол наклона трубы;  $T_c$  – температура среды;  $\alpha$  – коэффициент теплопередачи;  $M = \rho \theta S$  – расход газа, который является;  $T$  – температура смеси газа.